

LES FOCUS
TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR



STOCKAGE DE L'ÉNERGIE : COMMENT LE DIMENSIONNER ?

mars / 2017

Jacques Treiner, physicien

Membre de l'association Sauvons le climat et du
Conseil scientifique du ShiftProject

SOMMAIRE

■ INTRODUCTION	P 3
■ STOCKAGE DE L'ÉNERGIE : COMMENT LE DIMENSIONNER ?	P 4
I. INTRODUCTION	P 4
II. LA LOI DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	P 5
III. FLUCTUATIONS DE LA DEMANDE, FLUCTUATIONS DE LA PRODUCTION	P 6
IV. DIMENSIONNEMENT DU STOCKAGE	P 7
V. QUELQUES REMARQUES SUR LE SCÉNARIO NÉGAWATT	P 9
VI. EN GUISE DE CONCLUSION PROVISOIRE	P 10

INTRODUCTION

STOCKAGE DE L'ÉNERGIE : COMMENT LE DIMENSIONNER ?

Jacques TREINER, physicien

Membre de l'association Sauvons le climat et du Conseil scientifique du ShiftProject

La perspective de pouvoir produire toute l'électricité dont les sociétés modernes ont besoin à partir de sources d'énergie renouvelables (ENR) possède un indubitable attrait. Elle conduit même à envisager, après électrification de l'essentiel de nos besoins et usages, de tous les satisfaire à partir de ces sources : énergie hydraulique, énergie solaire, énergie éolienne, énergies marines, géothermie (biomasse, géothermie et solaire thermique pouvant couvrir une partie des besoins en chaleur).

Toutes ces sources dites de flux se caractérisent par le fait qu'elles sont inépuisables, mais que nous ne pouvons modifier leur flux : le rayonnement solaire est ce qu'il est, les nuages sont ce qu'ils sont, nous ne contrôlons ni le déclenchement ni la force des vents, ni le régime annuel des précipitations et de la fonte des glaciers qui alimentent nos barrages.

Au caractère non contrôlable de ces flux vient s'ajouter le fait que certaines de ces sources – notamment le photovoltaïque et l'éolien – sont variables, voire intermittentes. Il y a bien une périodicité dans le flux solaire mesuré dans la stratosphère, mais les nuages modifient le flux parvenant jusqu'au sol. La force des vents peut varier de façon importante à l'échelle de quelques heures, et la présence d'un anticyclone sur l'Europe peut réduire considérablement les vents pendant une ou deux semaines.

Pour satisfaire la loi (incontournable) des réseaux, à savoir qu'en tout lieu et à tout instant la puissance électrique produite doit être égale à la puissance électrique demandée, deux stratégies sont possibles : disposer de sources d'électricité facilement pilotables (back-up), ou disposer de technologies de stockage de l'énergie. Dans ce dernier cas, l'idée est de stocker l'énergie en cas d'excédent de production électrique, et de la déstocker lorsque la production est insuffisante. Comment dimensionner ce stockage ?

La remarque cruciale est la suivante : tant que les ENR ne constituent qu'une faible proportion du mix électrique, ce sont les fluctuations de la demande de puissance qui doivent être traitées. A l'échelle de la journée, celles-ci ne constituent qu'environ 15 % de la puissance moyenne. Les micro-déséquilibres entre offre et demande sont repérés par les variations de la fréquence du courant, et une série de mécanismes très sophistiqués déclenchent des « réserves de puissance » dès que les variations relatives atteignent le millième. Mais en cas de pénétration importante des ENR électrogènes, les fluctuations de la production prennent le pas, or elles sont environ 4 à 5 fois plus grandes.

Le libre blanc joint à ce résumé analyse en quoi ces fluctuations dimensionnent le stockage : on montre que la puissance de stockage à mettre en place est du même ordre de grandeur que la puissance installée en ENR, ce qui change totalement la perspective de stabilité du réseau. Du coup, le stockage ne peut être considéré comme un simple correctif, il doit être traité sur le même plan que la puissance que l'on envisage de mettre en place. Cette analyse est souvent manquante dans les scénarios de transition énergétique.

STOCKAGE DE L'ÉNERGIE : COMMENT LE DIMENSIONNER ?

I. INTRODUCTION

La perspective de pouvoir produire toute l'électricité dont les sociétés modernes ont besoin à partir de sources renouvelables possède un indubitable attrait. Elle conduit même à envisager, après électrification de l'essentiel de nos besoins et usages, de tous les satisfaire à partir de ces sources : énergie hydraulique, énergie solaire, énergie éolienne, énergies marines, géothermie (biomasse, géothermie et solaire thermique pouvant couvrir une partie des besoins en chaleur). Alors, non seulement pourrait-on envisager de régler le problème de la dérive climatique, mais aussi de se débarrasser des particules fines émises lors de l'utilisation des combustibles fossiles et d'éviter les millions de mort prématurés annuels qui en résultent. Les conflits géopolitiques liés à l'approvisionnement en ressources inégalement distribuées dans le monde n'auraient plus de raison d'être.

Toutes ces sources dites de flux se caractérisent par le fait qu'elles sont inépuisables, mais que nous ne pouvons modifier leur flux : nous ne pouvons modifier le rythme des réactions thermonucléaires prenant place au cœur du soleil et qui sont à l'origine du rayonnement électromagnétique qui atteint la Terre, ni la nébulosité du ciel qui joue un grand rôle dans la puissance délivrée au niveau du sol, et nous ne pouvons pas plus modifier le déclenchement et la force des vents. Nous pouvons certes édifier des barrages, mais leur capacité dépend de la variabilité annuelle des précipitations et de la fonte des glaciers – phénomènes que nous ne pouvons qu'enregistrer et utiliser pour ce qu'ils sont. Par contraste, les énergies de stock – charbon, pétrole, gaz, uranium – se trouvent sur Terre en quantités finies, donc épuisables. Toutefois leur flux est pilotable : c'est nous qui décidons de leur utilisation. Énergies de stock et énergies

de flux se distinguent aussi par leur concentration, c'est-à-dire par la quantité de matière qu'il faut transformer pour produire, par exemple, un kWh : les premières sont concentrées, les secondes sont diluées et requièrent la mobilisation de grandes surfaces.

Remarquons enfin que énergies de stocks et de flux ne se distinguent pas parce que les unes seraient coûteuses et les autres gratuites. Le rayonnement solaire est gratuit, certes, mais le charbon dans le sol l'est tout autant. Nous ne payons pas la nature pour ce qu'elle offre... naturellement, que son cadeau nous ait été préparé dans un lointain passé (charbon, pétrole,...) ou qu'il nous soit offert aujourd'hui (rayonnement solaire, vent, ...). Ce qui coûte, c'est extraire le charbon du sol, le transporter, construire et exploiter la centrale utilisant ce charbon comme source de chaleur pour produire de la vapeur qui actionnera un système électromécanique mettant en mouvement des électrons dans un conducteur. De façon analogue, les matériaux (fer, béton, terres rares, ...) permettant de fabriquer une éolienne puis de l'installer sur son socle et de la piloter pour qu'elle transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en courant électrique ne sont pas gratuits. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle les producteurs d'énergie renouvelables ne peuvent produire aujourd'hui qu'en étant subventionnés par des « tarifs d'achat ».

Au caractère non contrôlable des flux d'énergies renouvelables vient s'ajouter le fait que certaines de ces sources sont intermittentes et aléatoires. Il y a bien une régularité, même une périodicité, dans le flux solaire mesuré dans la stratosphère, mais les nuages modifient le flux parvenant jusqu'au sol. La force des vents peut varier de façon importante à l'échelle de quelques heures, et la présence d'un anticyclone sur l'Europe peut réduire

considérablement les vents pendant une ou deux semaines. Désigner ces sources d'énergie simplement comme variables n'est pas suffisant, car une source périodique est aussi variable, alors que ce qui nous préoccupe ici, c'est une variabilité irrégulière qui pose problème lorsqu'il s'agit de produire de l'électricité.

II. LA LOI DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Car les réseaux électriques fonctionnent selon une loi incontournable : en tout lieu, et à tout instant, la puissance électrique produite doit être égale à la puissance électrique demandée. Cela peut paraître miraculeux : lorsqu'une rame de TGV se met en marche, ou lorsque des millions de gens allument la lumière entre deux mi-temps d'un match de foot-ball, personne ne prévint le gestionnaire de réseau qu'un appel de puissance soudain va avoir lieu et qu'il doit demander aux centrales de produire un peu plus. Et pourtant cela fonctionne. Comme aujourd'hui, de miracle, il n'y en a point, ce sont plutôt des trésors d'intelligence qui ont été développés puis matérialisés dans un système complexe qui assure le bon fonctionnement du réseau aux diverses échelles de temps. Par une cascade de signaux remontant en temps réel du consommateur au producteur, un appel inopiné de puissance se répercute sur les turbines des alternateurs et tend à les ralentir, ce qui se traduit par une légère diminution de la fréquence du courant. La perte momentanée en amont d'unités de production a le même effet, puisque les unités restantes voient leur contribution sollicitée davantage. Les variations de la fréquence servent donc d'indicateur d'un déséquilibre entre offre et demande de puissance. La variabilité normale n'excède pas $\pm 1\%$, et les régulations commencent à se déclencher, proportionnellement, à des écarts de fréquence de quelques millièmes. Ces régulations se composent

de « réserves de puissance » prévues à cet effet. Les réserves dites primaire et secondaire, à l'échelle de la seconde et de la minute respectivement, se déclenchent automatiquement, la réserve tertiaire, celle qui permet de rétablir durablement l'équilibre, est opérée manuellement. La stabilité du réseau est gérée spatialement à l'échelle de la plaque électrique européenne. La réserve de puissance primaire, par exemple, correspond à 3 GW mobilisables en moins de 30 secondes.

La question de l'intermittence des sources prend tout son sens au regard de la nécessaire stabilité du réseau. En effet, lorsque ces sources sont minoritaires, les fluctuations de la demande sont les plus importantes, et elles représentent environ 15 % de la puissance moyenne appelée. C'est ce que l'on constate, par exemple, pour la journée du 23 janvier 2017, journée de forte consommation (hiver). Le site Eco2mix, géré par RTE, donne en temps réel la puissance appelée avec une résolution temporelle du quart d'heure :

La puissance maximale appelée ce jour-là fut de 89 GW, (bien loin du record de 102 GW enregistré en février 2012),

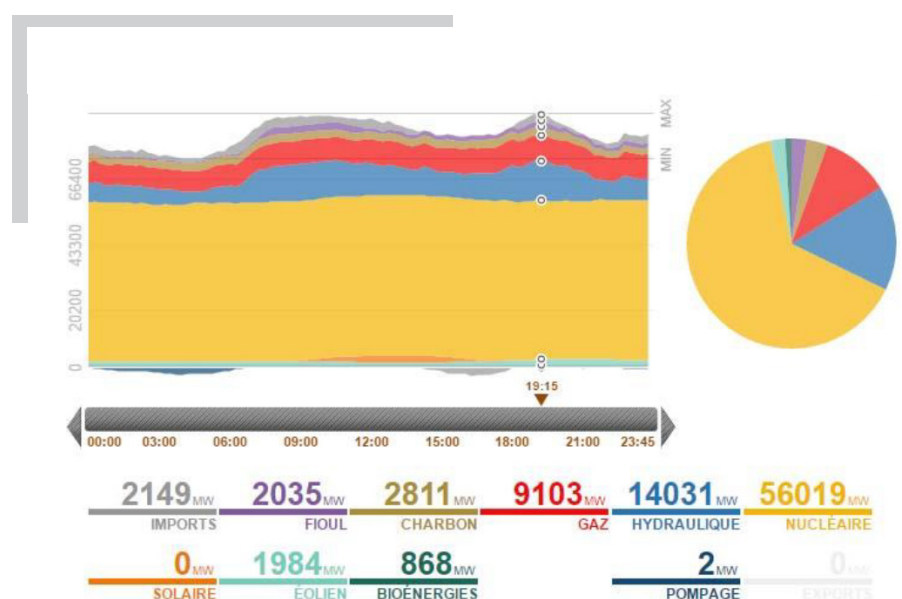


Fig.1 : Décomposition par filière de production de la puissance appelée sur le réseau au long de la journée du 23/01/2017 (en haut à gauche). Le camembert en haut à droite et les chiffres en bas correspondent à la puissance fournies par les différentes filières au moment du pic de consommation de 19h15. (données RTE-ECO2mix)

la puissance minimale de 76 GW, ce qui correspond bien à une fluctuation d'environ 15 %. On constate aussi que la fluctuation la plus marquée se trouve lors du pic de consommation autour de 19h, et que c'est l'hydroélectricité qui, pour l'essentiel, prend en charge ce pic, avec une contribution complémentaire des centrales fossiles et des importations. Cette structure se retrouve qualitativement, peu ou prou, tout au long de l'année. Lors des périodes de moyenne et a fortiori de faible consommation, comme en été, il n'y a plus d'importation (la France est globalement exportatrice d'électricité), on n'utilise plus le fioul et très peu le charbon, et le gaz et l'hydraulique sont beaucoup plus faibles en proportion.

III. FLUCTUATIONS DE LA DEMANDE, FLUCTUATIONS DE LA PRODUCTION

Mais si l'on envisage un développement massif des sources intermittentes, la problématique change du tout au tout : *les fluctuations de la production prennent le pas sur celles de la demande*. Dans le cas du solaire photovoltaïque,

c'est évident, puisque la production minimale est ... zéro, dès que le soleil se couche, et que la production maximale peut représenter 70 à 80 % de la puissance installée (puissance-crête). Pour l'éolien, si l'on considère l'ensemble du parc européen, les données empiriques indiquent que la puissance instantanée délivrée varie entre quelques pourcents de la puissance installée et 60 à 70 % de celle-ci. C'est ce qu'indique la Fig.2.

On voit aussi que l'idée de bon sens selon laquelle « il y a toujours du vent quelque part » n'est pas fondée. Il existe certes un petit effet de foisonnement, puisque la puissance n'est jamais nulle, mais ce qui frappe surtout c'est que lorsqu'il y a du vent quelque part, il y en a partout, et que lorsqu'il n'y a pas de vent quelque part, c'est qu'il n'y en a nulle part. Et cela correspond bien à ce qu'indiquent les bulletins météo : les structures de hautes et basses pressions s'étendent sur des centaines, voire des milliers de kilomètres. Ajoutons que si l'on observe le seul parc éolien français, la puissance instantanée tombe assez fréquemment en dessous du pourcent de la puissance installée.

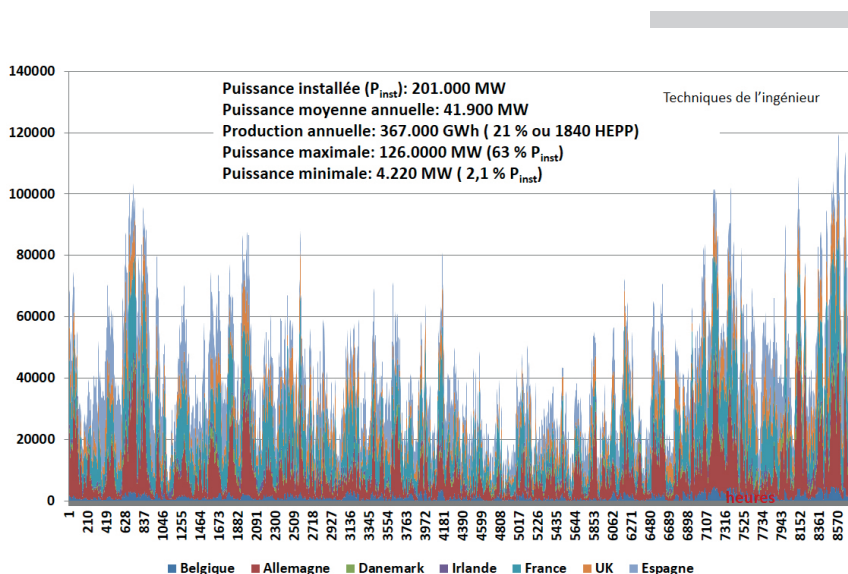


Fig.2 : Puissance instantanée délivrée pour les 8760 (365x24) heures de l'année par l'ensemble d'un parc éolien européen tel qu'envisagé par les intentions de politiques publiques pour l'année 2030, obtenue par extrapolation des puissances installées pendant l'hiver 2010-2011.
 Source : [H. Flocard, J.P. Pervès et J.P. Hulot, Techniques de l'ingénieur, TI be 8586]

La Fig.2 permet aussi de comprendre pourquoi les vents induisent à la fois des moments de sous-production et des moments de sur-production. Imaginons que l'on ait besoin d'une puissance moyenne de 100 (peu importe ici l'unité). Il faut donc installer environ 400 (en prenant un facteur de charge de 25 %). Puisque la puissance instantanée varie entre, disons, 2 % de la puissance installée et 60 % de celle-ci, au minimum, la puissance sera de 8, et au maximum de 240. Dans le premier cas, il y a un manque de 92, dans le second cas, un excédent de 140 ! On peut compenser le manque avec des sources de back-up, mais que faire de l'excédent ? Exporter n'est pas

une solution si les pays voisins développent également un parc important de sources intermittentes. Un problème analogue se pose avec l'énergie solaire, ne serait-ce qu'en raison de l'alternance jour-nuit. Il ne reste plus alors comme solution que le stockage de l'énergie.

IV. DIMENSIONNEMENT DU STOCKAGE

Nous y voici donc, le mot est lâché, et il convient à présent d'évaluer les ordres de grandeur en jeu. La question peut se résumer ainsi : *quel volume de stockage (en puissance et en énergie) est nécessaire pour que l'ensemble (source + stockage) délivre une puissance proche de la puissance moyenne ?*

Commençons par le cas du solaire photovoltaïque. La puissance installée ou puissance-crête P_c , désigne la puissance maximale délivrée dans les meilleures conditions d'ensoleillement. L'énergie délivrée sur un an, divisée par le nombre d'heures annuel (8760) donne la puissance moyenne P_m , et le rapport P_m/P_c s'appelle le facteur de charge. Pour simplifier, on peut raisonner sur 24 heures (en supposant que toutes les journées sont équivalentes), et introduire le temps-équivalent-pleine-puissance Δt par la relation $P_c \Delta t = 24 P_m$. En France, le facteur de charge moyen annuel du photovoltaïque est d'environ 12 %, ce qui correspond à $\Delta t = 3$ heures. Pendant les Δt heures où le photovoltaïque produit, une énergie $P_m \Delta t$ est consommée, si bien que l'excédent $(P_c - P_m) \Delta t$ doit être stocké (il sera délivré le reste du temps à la puissance P_m). La puissance de stockage nécessaire est donc $(P_c - P_m) = P_c (1 - \Delta t/24)$. Dans le cas de la France ($\Delta t = 3$ heures), cela donne

$7P_c/8$. On voit donc que ce qui dimensionne la puissance de stockage n'est pas la puissance consommée P_m , mais la puissance-crête P_c .¹ Pour une puissance-crête de 100 GW, l'énergie stockée chaque jour est d'environ 260 GWh et il faut mettre en place une puissance de stockage de 87,5 GW. Dans le cas de l'éolien, on ne bénéficie plus de la périodicité journalière, et il faut raisonner autrement. La condition à remplir est que le système « éolien + stockage » assure une production proche de la puissance éolienne moyenne. Comme dans le cas du solaire photovoltaïque, on cherche à valoriser le surplus en le stockant, puis en le déstockant lorsque le vent manque. Nous allons raisonner sur la production éolienne de l'année 2013 (valeurs fournies par RTE), que nous renormalisons pour une puissance totale installée de 100 GW. Le pas de temps est ici d'une demi-heure, si bien qu'il y a 17 520 points sur le graphique, $p(t_i)$, $i = 1, 17520$. La valeur moyenne de la puissance est $P_m = 26,7$ GW, ce qui correspond donc à un facteur de charge de 26,7 %.

La Fig. 3 montre la production instantanée. Puisqu'on cherche à valoriser toute l'énergie produite, la puissance de stockage

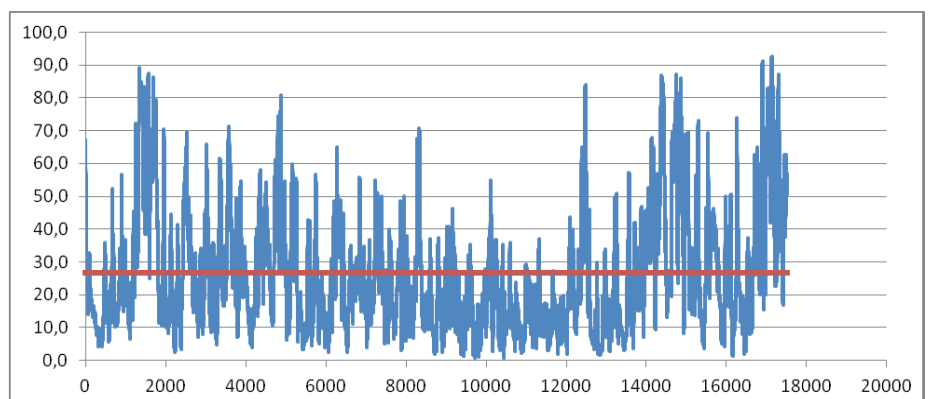


Fig.3 : Puissance éolienne instantanée (pas de temps d'une demi-heure) de l'année 2013, en France, renormalisée à 100 GW de puissance installée. La puissance moyenne, en rouge, est de 26,7 GW.

¹ Nous avons raisonné ici en supposant que la puissance livrée au réseau pendant le temps Δt de production était la puissance crête, et que la puissance consommée était la puissance moyenne. On peut s'affranchir de ces hypothèses en considérant une puissance de charge liée à la courbe d'ensoleillement journalière, et une puissance de consommation plus élevée pendant la journée et plus faible la nuit. Cela ne change pas le résultat obtenu, qui tient à ce que le facteur de charge du PV est faible. Même s'il monte jusqu'à 15 ou 20 %, la puissance de stockage est toujours supérieure aux trois-quarts de la puissance-crête, et c'est donc toujours elle qui dimensionne le système de stockage.

est donnée par la valeur maximale, calculée sur l'année, de la différence entre la puissance instantanée et la puissance moyenne. On trouve ici 65,8 GW. Cette valeur peut évidemment varier un peu d'une année à l'autre.

L'énergie à stocker, ou à déstocker, est calculée de la façon suivante. Puisque le pas de temps est pris égal à une demi-heure, l'excédent (algébrique) en jeu entre l'instant t_i et $t_{i+1} = t_i + 0,5$ est $0,5 \cdot [p(t_i) - P_m]$. Lorsque la puissance instantanée est supérieure à la puissance moyenne, l'excédent d'énergie est supposé stocké, et dans le cas contraire, on déstocke ce qu'il faut pour assurer la puissance moyenne. On calcule l'excédent cumulé au cours du temps. La Fig. 4 montre le résultat obtenu.

La valeur initiale est prise à 0 au 1^{er} janvier, et revient à 0 le 31 décembre (car les excédents sont calculés par rapport à la valeur moyenne). Lorsque la pente de la courbe est positive, c'est que de l'énergie est stockée, et une pente négative correspond à un déstockage. On note un net effet de saison : le stockage a lieu principalement en automne et en hiver, et le déstockage au printemps et en été. L'amplitude de la variation de l'énergie stockée est d'environ 20 GWh.

Résumons les résultats obtenus : pour 100 GW de puissance installée, la puissance de stockage est de 66 GW, et l'énergie maximale à stocker est d'environ 20 GWh.

Imaginons à présent que l'on veuille remplacer la puissance nucléaire installée en France, soit 63 GW, par un mix éolien + PV. Le nucléaire produisant environ 400 TWh par an, la puissance nucléaire moyenne est d'environ 45 GW. Compte tenu des facteurs de charge (0,25 pour l'éolien, 0,12 pour le PV), on sera amené à avoir une puissance-crête PV plus importante que la puissance installée en éolien. C'est ce qui permet également d'optimiser la complémentarité intersaisonnière partielle des deux sources : en hiver, plus de vent et moins de soleil, en été, plus de soleil et moins de vent. Si l'on prend, pour fixer les idées, un rapport 3/2, on trouve qu'il faut installer 150 GW de PV et 100 GW d'éolien.

Concernant les puissances de stockage à mettre en place, nous avons vu que les logiques sont différentes. Pour le PV, la puissance de stockage à mettre en place est $7 \times 150/8$, soit environ 130 GW, et l'énergie journalière stockée et déstockée est de 390 GWh. Pour l'éolien, la puissance à mettre en place est de 66 GW et l'énergie à stocker, sur l'année, est d'environ 20 GWh. Au total, il faut mettre en place une puissance de stockage de 200 GW.

Notons que nous disposons aujourd'hui de... 5 GW de STEP – la technique de stockage de l'énergie la moins chère et la plus efficace. Envisage-t-on de la multiplier par 40 ?? Poser la question, c'est y répondre.

Quelle autre technologie peut-on considérer ?

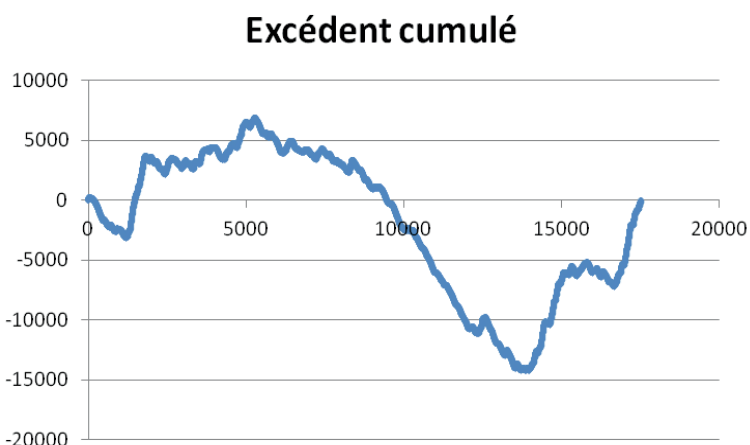


Fig.4 : Excédent, par rapport à la puissance moyenne, de la puissance instantanée, cumulé sur l'année. L'ordonnée est graduée en GWh. La valeur initiale au 1^{er} janvier est prise à 0 par convention. Les excédents sont calculés par rapport à la valeur moyenne.

V. QUELQUES REMARQUES SUR LE SCÉNARIO NÉGAWATT

Dans la version du scénario que l'Association Négawatt vient de publier, et qui actualise la version de 2011, les auteurs, qui n'ignorent rien des problèmes posés par l'intermittence des sources renouvelables (qui pour eux prend le nom moins pénalisant de variabilité), proposent une piste pour palier les deux caractéristiques que nous avons soulignées plus haut (périodes de sous-production d'électricité et périodes de surproduction). Citons le dossier de synthèse : « Dans un système électrique 100 % renouvelable dans lequel [les renouvelables PV et éolien] se taillent la part du lion avec une puissance installée très nettement supérieure à la pointe de puissance appelée par les consommateurs, c'est au contraire la valorisation des nombreux et fréquents excédents qui devient une question centrale d'un point de vue technico-économique. » Le problème est donc posé dans les mêmes termes que dans le présent article. Notons que, dans ce scénario, la puissance installée est d'environ 80 GW d'éolien et 140 GW de solaire photovoltaïque, ce qui, compte tenu de l'analyse présentée plus haut, implique la mise en place d'une puissance de stockage totale de $7/8 \times 140 + 2/3 \times 80$, soit environ 175 GW. La solution qui est envisagée est celle du « power-to-gas », complétée selon les besoins par le « gas-to-power ». De quoi s'agit-il ?

Le schéma est le suivant. Lorsque la production est excédentaire, l'électricité est utilisée pour produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène peut ensuite être utilisé selon trois voies :

1. Injection dans le réseau de gaz déjà existant pour produire de la chaleur ; cette opération est limitée à une faible proportion d'hydrogène, 5 % aujourd'hui, 20 % au maximum après validation industrielle.
2. Production de méthane de synthèse par réaction chimique avec du gaz carbonique (méthanation). Cela suppose de mettre en

place une technologie de capture et stockage du CO₂ issu des centrales thermiques – tant qu'il y en a – ou extrait directement de l'atmosphère – si la technologie n'est pas trop coûteuse en énergie.. Puis production d'électricité dans des centrales à gaz.

3. Production directe d'électricité dans des centrales à hydrogène, sans passer par l'étape « méthane ».

Seules les deux dernières pistes nous intéressent ici, puisqu'il s'agit non seulement de valoriser les excédents de production électrique des ENR (étape power-to-gas), mais de combler les manques (gas-to-power). On peut symboliser les deux pistes suivant les schémas suivants :

électricité -> hydrogène -> méthane -> électricité
électricité -> hydrogène -> électricité

Le rapport Négawatt précise bien que « le méthane produit permet de bénéficier à plein de la très grande flexibilité du vecteur gaz en matière d'usage, y compris la production électrique d'appoint pouvant contribuer à assurer la sécurité du réseau ».

Il convient alors d'évaluer le rendement complet des cycles envisagés. Il est évidemment hors de question de détailler ici les diverses étapes physico-chimiques en jeu. Le *tableau 1* reproduit les résultats de deux études récentes : celle de Georges Sapy, celle de l'Institut Fraunhofer. Compte tenu des hypothèses faites (en général optimistes), il faut considérer ce résultats comme des bornes supérieures des rendements envisageables².

Etude	Electricité-> méthane-> électricité		Electricité-> hydrogène-> électricité	
G. Sapy	Aujourd'hui	17-20 %	Aujourd'hui	29-31 %
	Futur	27-32 %	Futur	36-43 %
Institut Fraunhofer (rendement de turbine de 60%, pression de 80 bars)	Futur	30-38 %	Futur	34-44 %

Tableau 1 : Rendements actuels et envisagés après progrès de la R&D

¹ L'étape « power-to-gas », en particulier, doit fonctionner en régime essentiellement variable, commandé par la nature de la ressource électrique. Or les rendements thermodynamiques sont optimaux en régime constant et se détériorent en régime variable. Seul un retour d'expérience industrielle, inexistante aujourd'hui, donnera des chiffres précis sur ces effets, sans doute non négligeables.

On voit que le rendement complet du stockage envisagé par Négawatt, selon la voie de la méthanation, est de l'ordre de 20 % aujourd'hui et pourrait monter à 30-35 % dans le futur. Cela signifie que pour disposer de 1 kWh en déstockage, il faut en avoir stocké 5 (aujourd'hui) et il faudra en avoir stocké 3 (dans le futur). Il s'agit là d'une énergie qui vient s'ajouter à la consommation, car elle est dédiée au stockage.

VI. EN GUISE DE CONCLUSION PROVISoire

Le remplacement de sources d'énergie pilotables par des sources variables ou intermittentes requiert de gérer des fluctuations qui, au lieu d'être de l'ordre de 15 % de la puissance consommée, sont du même ordre de grandeur que la puissance installée. L'analyse des deux cas, PV et éolien, envisagés par l'association Négawatt dans la dernière version de leur scénario, conduit à une valeur de la puissance totale de stockage de 175 GW. Il ne s'agit donc pas d'un simple effet à la marge, facilement gérable, similaire au rôle que joue l'hydroélectricité aujourd'hui. C'est une reconfiguration complète du mix électrique qui est en jeu, pour lequel il faut traiter le stockage de l'énergie sur le même plan quantitatif que la production d'électricité, et dont il faut montrer qu'il est techniquement possible et économiquement viable. Nous sommes, aujourd'hui, loin du compte. A ce jour, il n'existe pas de pilote industriel pour la filière power-to-gas-to-power.

On aimerait que les auteurs de scénarios de ce type, et ceux qui les répercutent, soient plus précis sur ces aspects qu'on ne peut traiter simplement en faisant une vague référence à ce qui pour l'instant ne sont que des pistes de recherche. La recherche est une chose, il faut la développer dans toutes les directions possibles ; mais en attendant que la recherche alimente la R&D, et que la R&D valide des systèmes énergétiques fonctionnels au plan industriel (on parle quand même ici de 175 GW pour un pays de taille moyenne comme la France) et suffisamment compétitifs économiquement, il faut s'assurer que la trajectoire de transition que l'on propose ... existe bien !

L'auteur remercie Hubert Flocard et Georges Sapy pour leurs remarques et suggestions. Merci à André Latrobe et Dominique Grand pour m'avoir transmis le fichier de données de production éolienne et photovoltaïque de 2013

